



(19) RU<sup>(11)</sup> 2 117 855<sup>(13)</sup> C1  
(51) МПК<sup>6</sup> F 17 D 5/02

РОССИЙСКОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

(21), (22) Заявка: 97102118/06, 13.02.1997

(46) Дата публикации: 20.08.1998

(56) Ссылки: RU, заявка 94036134/06, F 17 D 5/02,  
1994. RU, патент 2073816, F 17 D 5/02, 1994.

(71) Заявитель:

Научно-производственная фирма "Оптоойл"

(72) Изобретатель: Алеев Р.М.,

Челурский В.Н., Хоперский Г.Г.

(73) Патентообладатель:

Научно-Производственная фирма "Оптоойл"

(54) СПОСОБ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ ИЗ МАГИСТРАЛЬНЫХ  
ТРУБОПРОВОДОВ

(57) Реферат:

Изобретение относится к трубопроводному транспорту жидких углеводородов. Способ предусматривает съемку теплового поля трассы трубопровода, оптическое зондирование приземного слоя атмосферы на длине волны поглощения газовой фракцией углеводородов, определение местоположения локальных участков местности с аномальной температурой и максимальным поглощением приземного слоя атмосферы, дополнительно регистрируют интенсивность акустического шума в подповерхностном слое почвы трассы трубопровода и определяют величину и направление градиентов температуры,

поглощения атмосферы и акустического шума в окрестностях выявленных локальных участков, а место течи определяют по местоположению локального участка, где температурная аномалия, поглощение приземного слоя атмосферы и интенсивность акустического шума превышают заданные пороговые значения по каждому измеряемому параметру, при условии, что градиенты измеряемых параметров не превосходят заданные пороговые значения градиентов по всем направлениям в окрестности данного локального участка. Способ позволяет повысить точность локализации местоположения утечки.

RU 2 117 855 C1

RU 2 117 855 C1



(19) **RU**<sup>(11)</sup> **2 117 855**<sup>(13)</sup> **C1**  
(51) Int. Cl.<sup>6</sup> **F 17 D 5/02**

RUSSIAN AGENCY  
FOR PATENTS AND TRADEMARKS

**(12) ABSTRACT OF INVENTION**

(21), (22) Application: 97102118/06, 13.02.1997.

(46) Date of publication: 20.08.1998

(71) Applicant:  
Nauchno-proizvodstvennaja firma "Optooj"

(72) Inventor: Aleev R.M.,  
Chepurskij V.N., Khoperskij G.G.

(73) Proprietor:  
Nauchno-Proizvodstvennaja firma "Optooj"

**(54) METHOD OF DETECTING LEAKS OF LIQUID HYDROCARBONS FROM MINE PIPELINES**

(57) Abstract:

FIELD: oil-piping engineering. SUBSTANCE: method comprises photographing heat field of pipeline route, optically probing near-surface atmosphere layer at hydrocarbon fraction-absorption wavelength, and determining position of area sites with abnormal temperature and maximum absorption of near-surface atmosphere layer. Additionally, acoustic intensity in near-surface soil layer within the pipeline route, is recorded. Then, one determines

magnitudes and directions of temperature, atmosphere absorption, and noise gradients near detected sites and leakage point is determined from position of site where temperature abnormality, absorption of near-surface atmosphere layer, and noise intensity exceed specified limiting values for each test parameter, provided that gradients of these parameters do not exceed specified limiting values in all directions round given site. EFFECT: facilitated localization of leakage point.

RU 2 117 855 C 1

RU 2 117 855 C 1

Изобретение относится к области трубопроводного транспорта и может быть использовано при диагностике действующих трубопроводов, предназначенных для транспортирования жидких углеводородов.

Эксплуатация современных трубопроводов предполагает их периодическое обследование с целью выявления нарушения целостности труб, происходящих, например, из-за коррозии или деформации, вызываемой перемещениями грунта при замерзании и оттаивании, а также из-за несанкционированной деятельности человека в полосе отчуждения трубопровода.

Существуют способы обнаружения утечек на ранней стадии нарушения целостности трубопроводов, основанные на анализе теплового поля, измерении интенсивности флуоресценции или поглощении газовой фракцией углеводородов оптического излучения (см. патенты N 1800219, N 2036372, заявка N 94036134/06/035948 от 27.09.94) с последующей локализацией места утечки для отправки ремонтных бригад. Однако при эксплуатации трубопроводов часто встречаются случаи когда, например, нефть уже вылилась из трубопровода и на поверхности земли вдоль и над трубопроводом образовалось "озерцо" нефти, закрыв место течи из трубопровода. Локализовать место течи нефти из трубопровода, если оно находится под "зеркалом" нефти, является первой задачей, т.к. от этого зависят объемы земляных работ и сроки устранения аварии. Также на практике бывают случаи, когда дистанционными методами невозможно обнаружить утечку из-за ее малости или недостаточной чувствительности метода, а она проявилась на значительном расстоянии от места утечки в виде "озерца" нефти или пленки нефти на поверхности водоема в силу длительного характера ее истечения из трубопровода.

Известен способ обнаружения утечек из трубопроводов, основанный на измерении интенсивности акустического шума, вызываемого утечкой (Дробот Ю.Б., Грешников В. А., Бачегов В.Н. Акустическое контактное течеискание. М.: Машиностроение, 1989). Недостатком этого способа, применительно к обнаружению утечек в магистральных трубопроводах, является необходимость раскопки шурфов для установки акустического датчика (микрофона) непосредственно на металлическую поверхность трубы, ввиду того, что поиск утечек с поверхности земли ограничен малой дистанционностью (до нескольких метров) вследствие сильного ослабления звука грунтом.

Учитывая, что глубина залегания труб на трассе магистрального трубопровода составляет около 1,5 м, при установке микрофона в подповерхностном слое грунта за одно измерение можно проконтролировать не более одного-двух погонных метров труб, что делает применение данного способа для поиска малых утечек нерентабельным.

В качестве прототипа предлагаемого изобретения выбран известный способ обнаружения утечек жидких углеводородов, в частности нефти, из магистральных трубопроводов (см. заявку N 94036135/06 от 1994, кл. F 17 D 5/02), включающий съемку

теплового поля трассы трубопровода, оптическое зондирование приземного слоя атмосферы на длинах волн поглощения основными компонентами газовой фракции нефти и определение места утечки по местоположению участка с аномальной температурой, для которого интенсивность поглощения оптического излучения превышает заданное пороговое значение.

Данный способ учитывает 2 фактора, сопровождающих утечку: температурную аномалию, возникающую вследствие того, что продукт, выходящий из трубопровода, как правило, отличается по температуре от окружающей среды и вносит дисбаланс в тепловое поле трассы, и усиление поглощения оптического излучения, возникающее вследствие повышения концентрации газовой фракции углеводородов над местом утечки.

Недостатком данного способа является то, что оба эти фактора (наличие температурной аномалии и повышение концентрации газовой фракции углеводородов) сильно коррелированы между собой, ввиду того, что как величина температурной аномалии локального участка местности, так и концентрация газовой фракции углеводородов в первую очередь зависят от количества продукта, находящегося под поверхностным слоем почвы данного локального участка.

Поэтому в тех случаях, когда трасса трубопровода в районе утечки имеет естественный уклон или грунт, насыпанный на трубопровод, имеет неоднородности по плотности и теплопроводности, основная масса вытекшего продукта будет скапливаться на участках трубопровода, которые могут находиться на некотором расстоянии от утечки и местоположение максимумов поглощения газовой фракции и температурной аномалии не будет совпадать с местоположением утечки, что приведет к снижению точности локализации утечек.

Целью изобретения является повышение точности локализации местоположения утечек жидких углеводородов в магистральном трубопроводе.

Указанная цель достигается тем, что в известном способе обнаружения утечек из трубопровода, включающем съемку теплового поля трассы, оптическое зондирование приземного слоя атмосферы на длине волны поглощения газовой фракцией углеводородов, определение

местоположения локальных участков местности с аномальной температурой и максимальным поглощением атмосферы, дополнительно регистрируют интенсивность акустического шума в подповерхностном слое почвы и определяют величину и направление градиентов температуры почвы, поглощения атмосферы и интенсивности акустического шума в окрестностях выявленных локальных участков, а место течи определяют по местоположению локального участка, где температурная аномалия, поглощение атмосферы и интенсивность акустического шума превышают заданные пороговые значения по каждому измеряемому параметру, при условии, что градиенты измеряемых параметров не превосходят заданные пороговые значения градиентов по всем направлениям в окрестности данного

локального участка.

В способе необходимость регистрации акустического шума в подповерхностном слое почвы обусловлена тем, что интенсивность шума, вызванного истечением продукта из свища в трубопроводе максимальна над местом утечки и не связана напрямую (не коррелирована) с наличием концентрации газовой фракции продукта в приземном слое атмосферы и с температурными аномалиями на поверхности почвы. Поэтому наличие акустического шума в локальном участке местности, характеризующемся наличием температурной аномалии и повышенной концентрацией газовой фракции, является существенным признаком наличия утечки.

Вместе с тем в способе регистрация акустического шума утечки в подповерхностном слое почвы может служить только в качестве дополнительной операции, предназначенной для уточнения факта наличия утечки в выбранном локальном участке трассы, ввиду того, что дальность действия метода акустического течеискателя через слой грунта не превышает нескольких метров.

Второе существенное отличие способа заключается в необходимости учета градиентов температуры, акустического шума и поглощения атмосферы в окрестности выявленного локального участка трассы. Это объясняется тем фактом, что при идеальном залегании трубопровода на трассе (в случае, если трасса не имеет уклонов, а грунт, насыпанный на трубопровод, не имеет неоднородностей по плотности, теплопроводности и звукопроницаемости) все три измеряемых параметра (температурная аномалия, поглощение приземного слоя атмосферы и интенсивность акустического шума) над местом утечки имели бы максимальное значение. Это означает, что градиенты измеряемых параметров по всем направлениям в окрестности места утечки были бы равны нулю.

В реальных условиях наличие уклонов трассы и неоднородностей в засыпном грунте несколько искажают идеальную картину, поэтому градиенты измеряемых параметров становятся отличными от нуля, но вместе с тем сохраняют минимальные значения по сравнению с градиентами, характеризующими состояние локальных участков местности, расположенных вне зоны утечки.

Тот факт, что градиенты измеряемых параметров в реальных условиях становятся отличными от нуля, обуславливает необходимость проведения операции сравнения этих градиентов с заданными пороговыми значениями.

При практической реализации предлагаемый способ может быть осуществлен, например, следующим образом. Съёмку теплового поля трассы трубопровода производят путем измерения температуры почвы посредством контактного термодатчика.

Оптическое зондирование приземного слоя атмосферы осуществляют с помощью оптического спектроанализатора, настроенного на длину волны поглощения газовой фракцией углеводородов (Горелик Д.О., Конопелько Л.А. Мониторинг загрязнения атмосферы и источников выбросов. - М.: Издательство стандартов,

1992). Измерение температуры почвы и поглощения атмосферы производят, например, в процессе пешего обхода трассы, в точках, расположенных с заданной периодичностью  $T$  вдоль трубопровода.

По результатам проведенных измерений на трассе отмечают участки, в которых тепловые аномалии существенно превосходят значения естественных температурных неоднородностей почвы, а поглощение атмосферы существенно превышает уровень, обусловленный поглощением естественной атмосферы на рабочей длине волны спектроанализатора.

В пределах и окрестностях каждого отмеченного участка, в точках, расположенных с меньшей периодичностью, например  $0,1 T$  вдоль трассы трубопровода, производят измерение температуры почвы, поглощения атмосферы и интенсивности акустического шума в подповерхностном слое почвы, после чего производят сравнение измеряемых параметров и их градиентов с заданными пороговыми значениями.

Интенсивность акустического шума может быть измерена посредством акустического контактного течеискателя (см. упомянутую книгу Ю. Б. Дробота и др.).

Величины градиентов измеряемых параметров определяют как отношение разности между значениями этих параметров, измеренными в 2-х соседних точках, к расстоянию между точками измерения.

Пороговые значения измеряемых параметров и их градиентов могут быть заданы на основе статистического анализа флуктуаций параметров вследствие наличия естественных неоднородностей грунта на трассе трубопровода и фонового поглощения атмосферы на рабочей длине волны спектроанализатора.

Пороговые значения могут варьироваться в зависимости от погодных и сезонных условий.

Использование предлагаемого способа обнаружения утечек по сравнению с прототипом обеспечивает повышение помехоустойчивости и точности локализации местоположения утечек за счет исключения из сферы поиска локальных участков с аномальной температурой и повышенной концентрацией газовой фракции, сформировавшихся вследствие наличия геофизических неоднородностей грунта на трассе трубопровода.

#### Формула изобретения:

Способ обнаружения утечек жидких углеводородов из магистральную трубопроводов, включающий съёмку теплового поля трассы трубопровода, оптическое зондирование приземного слоя атмосферы на длине волны поглощения газовой фракцией углеводородов, определение местоположения локальных участков местности с аномальной температурой и максимальным поглощением приземного слоя атмосферы, отличающийся тем, что дополнительно регистрируют интенсивность акустического шума в подповерхностном слое почвы трассы трубопровода и определяют величину и направление градиентов температуры, поглощения атмосферы и акустического шума в окрестностях выявленных локальных участков, а место течи определяют по

местоположению локального участка, где температурная аномалия, поглощение приземного слоя атмосферы и интенсивность акустического шума превышает заданные пороговые значения по каждому измеряемого

параметру при условии, что градиенты измеряемых параметров не превосходят заданные пороговые значения градиентов по всем направлениям в окрестности данного локального участка.

5

10

15

20

25

30

35

40

45

50

55

60

-5-

RU 2117855 C1

RU 2117855 C1



# Universal Communications

English ♦ French ♦ Spanish ♦ German ♦ Arabic ♦ Chinese ♦ Russian

**RU 2 117 855 C1**

**F17 D 5/02**

**RUSSIAN AGENCY FOR PATENTS AND TRADEMARKS**

## **ABSTRACT OF INVENTION**

(21),(22) Application: 97102118/06, 13 02.1997 (46) Date of publication: 20.08.1998	(71) Applicant: Nauchno-proizvodstvennaja firma "Optooil" (72) Inventor: Aleev R.M., Chepurskij V.N., Khoperskij G.G. (73) Proprietor: Nauchno-proizvodstvennaja firma "Optooil"
---	---

(54) METHOD OF DETECTING LIQUID HYDROCARBONS LEAKS FROM THE TRUNKING PIPELINES

(57) Abstract

**AREA: OIL-PIPING ENGINEERING.**

**ESSENCE:** the method includes the survey of the thermal field of the pipeline route, optical remote sensing of the subsurface atmosphere layer at the wavelengths corresponding to the absorption lines of the hydrocarbons gaseous fraction, and locating the areas with abnormal temperature and maximum absorption in the subsurface atmospheric layer. Additionally, the acoustic noise intensity in the subsurface ground layer along the pipeline route is registered, the value and direction of the temperature gradients, atmospheric absorption and acoustic noise in the neighborhood of the detected local areas are determined, while the leak point is detected by locating the local area where the temperature anomaly, absorption in the subsurface atmospheric layer, and the acoustic noise intensity exceed the preset threshold values for each measured parameter, provided that the gradients of the measured parameters do not exceed the preset threshold values of the gradients along all the direction in the vicinity of the given local area. The method allows to increase the accuracy of locating the leaks.

The invention belongs to the area of pipeline transportation and may be used in the diagnostics of operational pipelines intended for transportation of liquid hydrocarbons.

Operation of modern pipelines assumes their periodic examination with the aim of detecting irregularities of pipes integrity that occur, for example, because of

\*their corrosion or deformations caused by the ground dislocation when it freezes and thaws, as well as because of unregulated human activities in the dispossession belt of the pipeline.

The ways exist to detect leaks at the early stage of the pipeline integrity irregularities; those ways are based on the analysis of the thermal field, measuring the intensity of fluorescence or of absorbing optical radiation by the gaseous fraction of hydrocarbons (see Patents # 1800219, 2036372, Application # 94036134/06/035948 as of September 27, 1994) with further localization of the leakage points with the aim of sending repair teams there.

However, when pipelines are operated, situations frequently occur where, for example, oil would leak from the pipeline and a "puddle" of oil would accumulate under the pipeline, which would block the pipeline leakage point. Localizing an oil leakage point covered under the oil "mirror" is a primary goal, as the volumes of ground works and the timeframe for removing the problem depend on that.

As well, situations occur in practice where a leak cannot be detected because it is small, or the method is not sensitive enough, while the leak exposes itself at a significant distance from the leak point in the form of a "puddle" of oil, or an oil film on the surface of a water reservoir, due to the long duration of leakage from the pipeline.

The method is known for detecting leaks from the pipelines, which is based on measuring the intensity of the acoustic noise caused by the leak (Yu.B.Drobot, V.A.Greshnikov, V.N.Bachegov, Acoustic contact leak detection: Moscow, Mashinostroeniye, 1989). The drawback of that method, when applied to detecting leaks in the trunking pipelines, is the necessity to dig bore pits for installing an acoustic sensor (microphone) directly on the metal surface of the pipe, because searching for leaks from the ground surface is limited by short distances (up to a few meters) because of high attenuation of sound in the ground.

Keeping in mind that the depth where the pipelines are buried along the pipeline route is around 1.5 meters, when a microphone is installed in the subsurface layer of the ground, it is possible to control only one or two meters of the pipeline within one measurement, which makes the use of this method uneconomical for detecting small leaks.

As a prototype of the suggested invention, the known method of detection of liquid hydrocarbons, in particular, of oil, leaks from trunking pipelines is chosen (see Application # 94036135/06 as of 1994, F 17 D 5/02), that method including the survey of the thermal field of the pipeline route; optical remote sensing of the subsurface layer of the atmosphere at the wavelengths corresponding to the absorption lines of main components of the oil gaseous fraction. In doing so, the leak point is detected by locating the area with the abnormal temperature, for which the intensity of optical radiation absorption exceeds the preset threshold value.

The named method takes into account two factors accompanying the leak: temperature anomaly occurring because of 1) the fact that the product leaving

Tel.: (613) 230-4296



Universal Communications

124 O'Connor St. # 508  
Ottawa, Ont. K1P 5M9

Fax: 230-5902

the pipeline, as a rule, differs in its temperature from the ambient temperature and thus introduces an imbalance into the thermal field of the pipeline route, and 2) increased absorption of the optical radiation occurring because of the concentration of the hydrocarbons gaseous fraction increases above the leak point.

The disadvantage of the named method is that both factors (the occurrence of a temperature anomaly and the elevated concentration of the hydrocarbons gaseous fraction) are strongly correlated to each other, because both the amount of the temperature anomaly and the concentration of the hydrocarbons gaseous fraction depend, first of all, on the quantity of the product located right beneath the ground surface at the given local area.

Therefore, in cases where the pipeline route in the neighborhood of the leak has a natural incline, or the ground poured onto the pipeline has nonuniformities of density and heat conductivity, the main portion of the leaked hydrocarbons will accumulate in the areas of the pipeline route located at some distance from the leak, so that the location of the maximums of the temperature anomaly and of the concentration of the hydrocarbons gaseous fraction will not coincide with the location of the leaks, which will cause reduction of the accuracy of localization of the leaks detection.

The purpose of the invention is to increase the accuracy of detecting leaks localization in the trunking pipelines.

The set goal is achieved by the following:

In the known method of detecting leaks from trunking pipelines including: a survey of the thermal field of the pipeline route; optical remote sensing of the subsurface layer of the atmosphere at the wavelengths corresponding to the absorption lines of main components of the oil gaseous fraction; localizing the areas with abnormal temperature and maximum atmospheric absorption; in addition to those known features, the intensity of acoustic noise is registered in the subsurface layer of the ground; the direction and magnitude of gradients of the ground temperature, atmospheric absorption and intensity of the acoustic noise are determined in the neighborhood of the detected abnormal areas, where the temperature anomaly, atmospheric absorption and the intensity of the acoustic noise exceed the preset threshold values for each measured parameter, provided that the gradients of the measured parameters do not exceed the preset threshold values of the gradients along each direction in the neighborhood of the given local area.

In the proposed method, the necessity to register acoustic noise in the subsurface layer is caused by the fact that the intensity of noise caused by the product leakage from the pipeline crack is maximal above the leak point and is not directly related (not correlated) to the occurrence of the concentration of the product gaseous fraction in the subsurface layer of the atmosphere and to temperature anomalies on the ground level. Therefore, the presence of acoustic noise in the local area of the route that is characterized by the presence of the temperature anomaly and of the increased concentration of the gaseous fraction is the essential sign of the leak presence.





However, in this method, the detection of acoustic noise in the subsurface level of the ground, which is related to the leak, may be considered just as an auxiliary operation intended only to circumstantiate the fact of the leak at the local area of the route, as the distance where the method of the acoustic leak detection through the ground layer is effective does not exceed a few meters.

The second essential difference of the method is the need to take into account temperature gradients, acoustic noise and atmospheric absorption in the neighborhood of the detected area of the pipeline route. It is caused by the fact that if the pipeline is ideally positioned along the route (i.e. if the route has no inclines, and the ground poured onto the pipeline has no nonuniformities of density, heat and sound conductivity), all the three measured parameters (temperature anomaly, absorption of the subsurface level of the atmosphere, and the intensity of acoustic noise) would reach their maximums above the leak point. That means that the gradients of the measured parameters along all the directions would be zero around the leak point.

In real conditions the presence of inclines of the route and non-uniformities of the poured ground somehow distort that ideal picture, therefore, gradients of the measured parameters deviate from zero, but, however, reach their minimums in comparison to the gradients characterizing the local areas located outside of the leakage zone.

The fact that the gradients of the measured parameters deviate from zero in real conditions causes the need to compare those gradients with the preset threshold values.

In practice the suggested method may be implemented, for example, as follows. The thermal field of the pipeline route is measured by measuring the ground temperature with the use of a contact thermal sensor.

The optical remote sensing of the subsurface atmospheric layer is performed with the use of an optical spectrum analyzer tuned to the wavelength corresponding to the absorption lines of the oil gaseous fraction (D.O.Gorelik, L. A. Konopelko. Monitoring of the atmosphere and exhaust sources. – Moscow, Izdatelstvo standartov, 1992). The ground temperature and atmospheric absorption are measured, for example, while walking along the pipeline, at the points located along the pipeline with the given periodicity  $T$ .

Based on the results of the measurements along the pipeline, the areas are detected where the thermal anomalies significantly exceed the values of natural temperature irregularities of the ground, and the atmospheric absorption significantly exceeds the level caused by the natural atmospheric absorption at the working wavelength of the spectrum analyzer.

Within the limits and in the vicinity of each marked area, in the points located with less periodicity (say,  $0.1T$ ) along the pipeline, the ground temperature, atmospheric absorption and acoustic noise intensity in the subsurface ground layer are measured, after which the measured parameters and their gradients are compared to their threshold values.

The acoustic noise intensity may be measured with the use of an acoustic contact leak detector (see the named book of Yu. B. Drobot et al).

The values of gradients of the measured parameters are determined as the ratio of the differential of those parameters in the points located nearby, and the distance between those points.

The threshold values for the measured parameters and their gradients may be set based on the statistical analysis of the parameters fluctuations caused by the natural non-uniformities of the ground along the pipeline route, as well as by the background atmospheric absorption at the working wavelength of the spectrum analyzer.

The threshold values may vary depending on the weather and seasonal conditions.

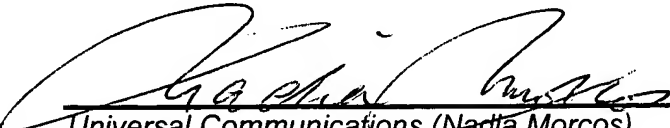
The use of the suggested method of leaks detection, in comparison to its prototype, ensures higher interference resistance and accuracy of the leaks localization, thanks to excluding from the searches the local areas with abnormal temperature and increased concentration of the gaseous fraction, which occur because of geophysical non-uniformities of the ground along the pipeline route.

#### The Formula of the Invention

The way of detecting leaks of liquid hydrocarbons from the trunking pipelines, including the survey of the thermal field of the pipeline route; optical remote sensing of the subsurface layer of the atmosphere at the wavelengths corresponding to the absorption lines of the hydrocarbons gaseous fraction; locating the areas with abnormal temperature and maximum absorption in the subsurface atmospheric layer, which differs because of additional registration of the acoustic noise intensity in the subsurface ground layer along the pipeline route, and determining the value and direction of the temperature gradients, atmospheric absorption and acoustic noise in the neighborhood of the detected local areas, while the leak point is detected by locating the local area where the temperature anomaly, absorption in the subsurface atmospheric layer, and the acoustic noise intensity exceed the preset threshold values for each measured parameter, provided that the gradients of the measured parameters do not exceed the preset threshold values of the gradients along all the direction in the vicinity of the given local area.

*Certified to be True and Correct Translation  
as the Russian Patent. Dated at Ottawa, this  
16<sup>th</sup> day of June 2005.*

  
**Universal Communications**  
124 O'Connor St. # 508  
Ottawa, Ont. K1P 5M9  
Tel.: (613) 230-4296 Fax: 230-5902

  
Universal Communications (Nadia Morcos)